

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías
Industriales
Mención Energética

Análisis de modelos de radiación incidente por la
parte posterior de un módulo fotovoltaico bifacial

Autor: Javier del Valle López de Santa María

Tutores: Isidoro Lillo Bravo

Elena Pérez Aparicio

**Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2021



Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales
Mención Energética

Análisis de modelos de radiación incidente por la parte posterior de un módulo fotovoltaico bifacial

Autor:

Javier del Valle López de Santa María

Tutores:

Isidoro Lillo Bravo

Elena Pérez Aparicio

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Trabajo de Fin de Grado: Análisis de modelos de radiación incidente por la parte posterior de un módulo fotovoltaico bifacial

Autor: Javier del Valle López de Santa
María

Tutores: Isidoro Lillo Bravo
Elena Pérez Aparicio

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

*A mi padre, que me ha apoyado
siempre*

*A mis amigos, por levantarme
cada vez que me he caído*

*Y a mi madre, porque te sientas
orgullosa allá donde estés*

En este Trabajo de Fin de Grado, se realiza un estudio bibliográfico sobre algunos de los modelos para estimar la radiación sobre la cara posterior de los módulos que existen actualmente. Se hace una síntesis de cada uno de ellos, explicando los fundamentos tras sus ecuaciones y tratando de resumir su teoría para aligerar la lectura, ya que el objeto de esta revisión bibliográfica no es otro sino poner los cimientos del estudio experimental que la sigue.

El ensayo experimental tiene como objeto final valorar el grado de precisión de uno de los modelos estudiados mediante su aplicación en un banco de pruebas real y la comparación de sus estimaciones con las lecturas recopiladas por un piranómetro situado en la cara posterior de los módulos. Puesto que las condiciones del ensayo difieren sustancialmente de aquellas del ensayo original que acompaña a la elaboración del modelo, se realiza un estudio sobre cuáles son estas diferencias, y en qué grado afecta cada una de ellas a la precisión de la estimación que lleva a cabo el modelo. Dicho de otra manera, se evalúa la precisión del modelo en condiciones distintas a las estándar.

Finalmente, se llega a conclusiones en base a los resultados obtenidos en el ensayo experimental. Estas conclusiones tienen como objeto valorar la generalidad de aplicación del modelo, es decir, estimar cuál es la pérdida de precisión cuando el modelo se aplica en unas condiciones distintas a las estándar propuestas en el artículo original y, fijadas las condiciones de ensayo, analizar para qué condiciones meteorológicas y horas del día el modelo es más fiel a la realidad.

El objeto de este trabajo es, en primer lugar, realizar una introducción al lector sobre la tecnología de los módulos bifaciales, presentando potenciales ventajas e inconvenientes, tras lo que se realiza un resumen sobre algunos de los modelos que existen actualmente y que permiten realizar una estimación de cual será la cosecha energética de un módulo de este tipo.

En segundo lugar, se realiza un ensayo experimental para valorar la validez de uno de los modelos estudiados. Dicho ensayo, realizado en el banco de pruebas ubicado en la azotea del laboratorio de energías renovables de la Escuela de Ingenieros, consta de la aplicación del modelo de geometría solar (Durusoy et al., 2020). Mediante la disposición de varios piranómetros, los cuales nos aportan los datos de radiación global horizontal, radiación horizontal difusa y radiación total medida en la cara posterior del módulo, se elaboran gráficas en las que se pueden comparar las diferencias tanto cualitativas como cuantitativas entre la predicción que realiza el modelo matemático y las lecturas del piranómetro. Más concretamente, mediante los datos de radiación global y difusa medidos en la estación meteorológica, el modelo realiza una estimación de cuál debería haber sido la lectura del piranómetro de la cara posterior del módulo para cada hora, y dicho valor se compara con el leído por el piranómetro.

Por último, se llega a conclusiones analizando la validez y las limitaciones, tanto geométricas como meteorológicas, del modelo y del experimento. Se propone una continuación a este trabajo que permitiría estudiar más a fondo los problemas y las potenciales soluciones y viabilidad de la aplicación de este modelo y de su posible modificación para aumentar su generalidad y permitir su uso tanto en el banco de pruebas utilizado como en otros con limitaciones similares.

Resumen	ix
Objeto	xi
Índice	xiii
Índice de Figuras	xv
Índice de Gráficas	xvii
1 Introducción	1
1.1 Modelos de instalaciones bifaciales	1
1.2 Modelos de irradiancia posterior	2
2 Modelado por factores de forma	3
3 Modelado por ray tracing	5
3.1 Procedimiento de simulación mediante RADIANCE	5
4 Modelado por geometría solar	7
4.1 Descripción del modelo propuesto	7
5 Modelado por factores de configuración	11
5.1 Descripción y aplicación del modelo	11
5.1.1 Suelo sombreado por la fila de módulos	11
5.1.2 Radiación recibida por el suelo	11
5.1.3 Radiación incidente en la cara posterior de los módulos	12
6 Ensayo experimental	15
6.1 Estudio del albedo	15
6.1.1 Caracterización del banco de pruebas	15
6.1.2 Disposición de la cámara	17
6.2 Aplicación del modelo	18
6.2.1 Metodología	18
6.2.2 Simulaciones	19
6.3 Análisis de los resultados	23
7 Conclusiones	31
8 Bibliografía	33

Índice de Figuras

Figura 1. Componentes de la irradiancia (Durusoy et al., 2020)	1
Figura 2. Representación de los parámetros necesarios para calcular factores de forma (Yusufoglu et al., 2015)	4
Figura 3. Variación en la irradiancia posterior en una única fila de módulos al mediodía (Hansen et al., 2017)	4
Figura 4. Izquierda: Geneva, 21 de junio 12:00h. Derecha: Geneva, 21 de junio 19:00h (Mermoud & Wittmer, 2016)	4
Figura 5. Forward and backward ray tracing (Asgharzadeh Shishavan, 2019)	5
Figura 6. Representación de los factores necesarios para calcular la radiación incidente en el suelo (Marion et al., 2018).	12
Figura 7. Campo de visión del suelo de un segmento de un grado definido por los ángulos i y $i-1$ (Marion et al., 2018).	13
Figura 8. Correcciones de AOI para la radiación difusa de los segmentos de un grado en función del ángulo i . Para módulos con una superficie de cristal negro descubierto con un índice de refracción de 1.526 (Marion et al., 2018)	13
Figura 9. Vista frontal del banco de pruebas	16
Figura 10. Vista lateral del banco de pruebas	16
Figura 11. Disposición del piranómetro frontal.	16
Figura 12. Disposición del piranómetro posterior.	17
Figura 13. Superficie posterior al banco de pruebas.	17
Figura 14. Disposición de la cámara	18
Figura 15. Superficie del albedo a las 18:45	25
Figura 16. Superficie del albedo a las 19:15	25
Figura 17. Superficie del albedo a las 19:20	25
Figura 18. Superficie del albedo a las 19:45	26
Figura 19. Superficie del albedo a las 20:00	26
Figura 20. Superficie del albedo a las 20:15	27
Figura 21. Superficie del albedo a las 20:30	27
Figura 22. Superficie del albedo a las 20:45	28
Figura 23. Superficie del albedo a las 21:00	28
Figura 24. Superficie del albedo a las 21:15	29
Figura 25. Superficie del albedo a las 21:45	29
Figura 26. Superficie del albedo a las 22:05	30

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Datos de radiación del 19 de mayo	20
Gráfica 2. Datos de radiación del 29 de mayo	20
Gráfica 3. Datos de radiación del 3 de junio	21
Gráfica 4. Datos de radiación del 15 de junio	21
Gráfica 5. Simulación del 19 de mayo	22
Gráfica 6. Simulación del 29 de mayo. La discontinuidad entre las 8h y las 9h se debe a fallos de lectura del piranómetro.	22
Gráfica 7. Simulación del 3 de junio	23
Gráfica 8. Simulación del 15 de junio	23

1 INTRODUCCIÓN

La tecnología de módulos fotovoltaicos bifaciales se lleva estudiando desde los años sesenta, pero no han sido objeto de atención hasta que las células bifaciales han sido completamente competitivas tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Los módulos fotovoltaicos bifaciales aprovechan, aparte de la irradiancia tanto directa como difusa que le llega a la cara frontal, la irradiancia que incide en la cara trasera. Esta irradiancia se puede dividir en cuatro componentes:

- Irradiancia directa que incide en la cara trasera en ciertas configuraciones cuando la elevación solar es baja (por ejemplo: cuando el azimut solar está al noreste o noroeste y el panel está orientado hacia el sur).
- Irradiancia difusa que le llega del cielo. Varía mucho según la inclinación del panel.
- Irradiancia reflejada en otras estructuras, por ejemplo en la cara frontal de los paneles de la fila de detrás.
- Irradiancia reflejada en el suelo. Esta supone la mayor parte de la irradiancia total que le llega a la cara trasera del panel. Es fácil deducir que esta irradiancia dependerá principalmente de la proporción de radiación solar que el suelo refleje respecto de la total que incide sobre él. Esta propiedad es conocida como **albedo**. Por ejemplo, un suelo de cemento tiene un valor de albedo de alrededor de 0.2 (Coakley, 2003). Es por esto que el suelo bajo los módulos suele pintarse de blanco, ya que este color aumenta el albedo.

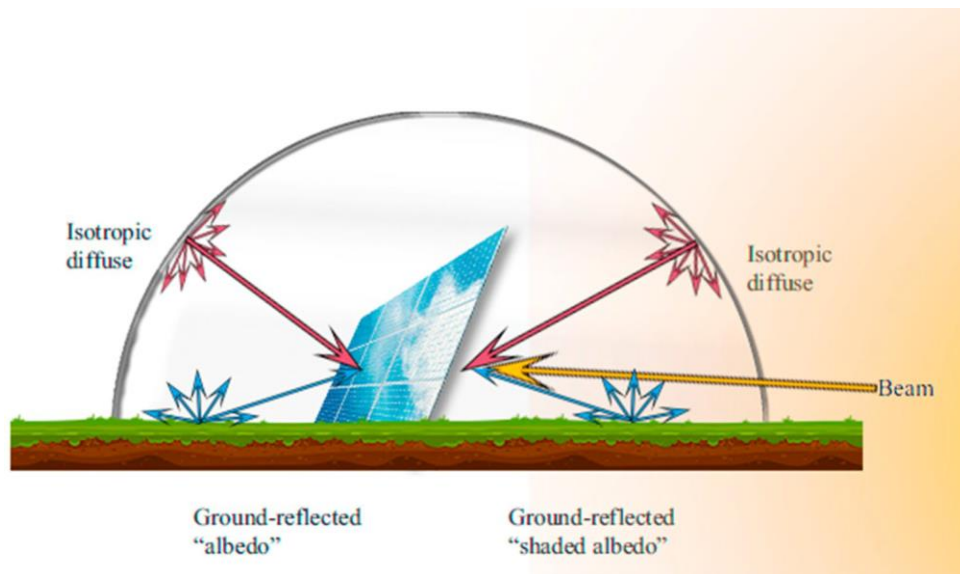


Figura 1. Componentes de la irradiancia (Durusoy et al., 2020)

Una de las razones por las que los módulos bifaciales no son comunes todavía en el mercado es la dificultad de simular y predecir la eficiencia y la cantidad de irradiancia total que pueden absorber las caras posteriores de los módulos.

1.1 Modelos de instalaciones bifaciales

Para aumentar la popularidad y rentabilidad de este tipo de instalaciones, es necesario desarrollar modelos para poder simular y predecir su comportamiento y eficiencia. Estos modelos se pueden subdividir en otros tres, cada uno de los cuales analiza un parámetro influyente en el comportamiento del módulo: modelo eléctrico, modelo de temperatura y modelo de irradiancia. Mientras que los dos primeros son bastante similares a los de los

módulos convencionales (Reddy Sundeep, 2017), el modelo de irradiancia de los módulos bifaciales debe incluir la irradiancia en la cara posterior. Actualmente existen algunos softwares que permiten simular el comportamiento de una instalación fotovoltaica bifacial, por ejemplo PVSyst, una de cuyas herramientas esta específicamente dedicada a este tipo de instalaciones. Aún así, esta herramienta sigue perfeccionándose y hay numerosas instituciones que trabajan en la investigación y desarrollo de sus propios modelos.

Los principales métodos de modelado de irradiancia que se están investigando e implementando en softwares son cuatro: factores de forma, *ray tracing*, geometría solar y factores de configuración.

1.2 Modelos de irradiancia posterior

Las diferencias principales entre los tres modelos de irradiancia que se recogen en este estudio son la demanda computacional y el detalle con el que el sistema fotovoltaico se representa.

El modelo por *ray tracing* es el que representa con mayor detalle la disposición de un sistema de módulos fotovoltaicos, pero requiere una potencia de cómputo superior.

Los factores de forma o *view factors* requieren una potencia menor y requieren menos parámetros pero representan el sistema con menos detalle (Hansen et al., 2017).

El modelado por geometría solar promete necesitar un bajo poder computacional y, además, ser más preciso ya que, al contrario que los anteriores, sí tiene en cuenta la irradiancia directa en la cara trasera (Durusoy et al., 2020).

Finalmente, el modelado por factores de configuración es un modelo práctico más enfocado a instalaciones grandes, con numerosas filas de módulos y módulos por cada fila. Este modelo tiene en cuenta los efectos a gran escala de la existencia de filas de módulos posteriores en el propio comportamiento de estos, a cambio de ignorar las diferencias de comportamiento entre los módulos de una misma fila.

2 MODELADO POR FACTORES DE FORMA

Los modelos de factores de forma calculan la contribución de una componente (por ejemplo, la irradiancia reflejada en una estructura) a la irradiancia total trasera E_2 mediante la ecuación (1) (Hansen et al., 2017):

$$E_2 = G_1 \times VF_{1 \rightarrow 2} \quad (1)$$

Donde G_1 representa la irradiancia total procedente de la superficie 1 y $VF_{1 \rightarrow 2}$ es el factor de forma de la superficie 1 hacia la superficie 2. La irradiancia total que incide sobre la superficie posterior de un módulo será la suma de todas las componentes. En el caso de irradiancia reflejada en suelo o estructuras, el valor de G_1 se obtiene multiplicando la irradiancia incidente en la superficie 1, I_1 , por el valor de su albedo, α :

$$G_1 = \alpha \times I_1 \quad (2)$$

Los factores de forma, en el caso de áreas completas, se calcula mediante integración según (3) según los parámetros de la Figura 2:

$$VF_{1 \rightarrow 2} = \frac{1}{A_1} \int_{A_1} \int_{A_2} \frac{\cos \theta_1 \cos \theta_2}{\pi S^2} dA_2 dA_1 \quad (3)$$

La irradiancia reflejada por una superficie directamente iluminada por el sol se modela mediante irradiancia global horizontal; la irradiancia en el área sombreada, mediante irradiancia difusa horizontal; la irradiancia reflejada por filas posteriores se estima aplicando el modelo de Martin y Ruiz (Martin & Ruiz, 2001) a la irradiancia normal directa. Las irradiancias difusas del cielo y las reflejadas por el suelo (tanto las iluminadas como las sombreadas) se consideran isotrópicas. Así, la irradiancia total incidente en la célula k en la cara posterior de un módulo en un instante t se calcula mediante (Hansen et al., 2017):

$$E_{back}(t) = E_{ground}(t) + E_{sky}(t) \cdot VF_{sky \rightarrow k} + E_{beam}(t) \quad (4)$$

Siendo:

$$E_{ground}(t) = \sum_i \alpha_i \cdot G_i(t) \cdot VF_{i \rightarrow k} \quad (5)$$

$$G_i(t) = DHI(t) \cdot VF_{i \rightarrow sky} + \delta_i(t) \cdot DNI(t) \cdot \cos(Z(t)) \quad (6)$$

$$E_{sky}(t) = (1 - A) \cdot DHI(t) \cdot \left(\frac{1 - \cos(\theta_T)}{2} \right) \quad (7)$$

$$A = DNI(t)/H_o(t) \quad (8)$$

$$E_{beam}(t) = DNI(t) \cdot \cos(AOI(t)) \cdot IAM(AOI(t)) \quad (9)$$

Donde i hace referencia a cada una de las superficies reflectoras, Z es el ángulo del cénit solar, θ_T es el ángulo de inclinación de la célula k respecto a la horizontal, y el valor de $\delta_i(t)$ es 1 si la superficie i está directamente iluminada por el sol en el momento t y 0 si está sombreada. El origen de las ecuaciones y los valores de sus parámetros se estudian con mayor profundidad en (Hansen et al., 2018) y (Martin & Ruiz, 2001).

La principal ventaja de este modelado es la capacidad de estimar la diferencia entre la irradiancia que le llega a cada célula fotovoltaica dentro de un módulo. Las células en la parte superior de un módulo reciben más irradiancia que las inferiores puesto que tienen un factor de forma mayor con el suelo y el cielo. Lo mismo ocurre

con las células más cercanas a los extremos laterales en una fila de varios módulos. En la Figura 3 se pueden apreciar ambos efectos, los cuales pueden suponer una diferencia significativa en la estimación de producción de potencia de una matriz de módulos fotovoltaicos.

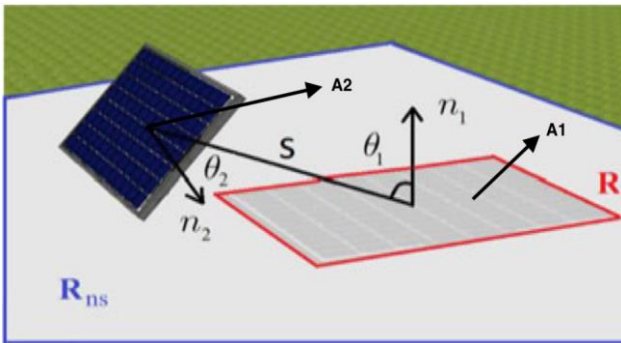


Figura 2. Representación de los parámetros necesarios para calcular factores de forma (Yusufoglu et al., 2015)

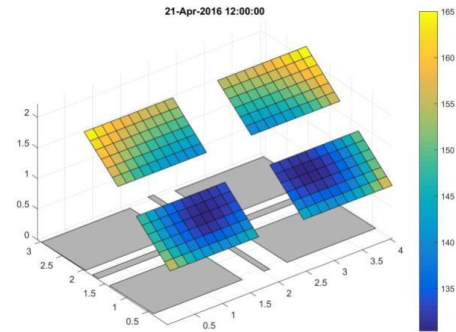


Figura 3. Variación en la irradiancia posterior en una única fila de módulos al mediodía (Hansen et al., 2017)

Puesto que la irradiancia reflejada en el suelo varía en sus proporciones de sol y sombra a lo largo del día y del año, resulta de interés estudiar qué parte del suelo que la superficie trasera de un módulo 've' está iluminada por el sol y qué parte esta sombreada, ya sea por el propio módulo o por otros módulos o estructuras. En la Figura 4 se representa la irradiancia directa que recibe el suelo en dos horas distintas del día en una disposición de varias filas de módulos.

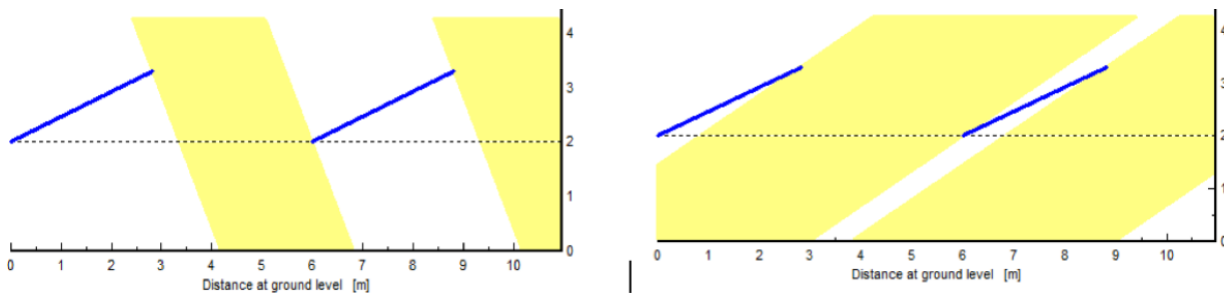


Figura 4. Izquierda: Geneva, 21 de junio 12:00h. Derecha: Geneva, 21 de junio 19:00h (Mermoud & Wittmer, 2016)

Como vemos, las filas adyacentes juegan un papel fundamental en la cantidad de irradiancia que incide en el suelo y, por tanto, en la cantidad que este reflejará sobre las superficies posteriores de los módulos. Realizar un modelo de un sistema fotovoltaico a gran escala para tener en cuenta esto además de la propia variación horizontal a lo largo de una fila supondría un incremento enorme de coste computacional. Es entonces cuando interesa realizar un modelo en dos dimensiones en el que se tengan en cuenta únicamente las variaciones a lo largo del eje vertical de la fila a cambio de poder modelar un sistema a gran escala en el que los efectos en los extremos laterales de las filas no tendrían un impacto significativo en la estimación final de potencia.

3 MODELADO POR RAY TRACING

El modelado por *ray tracing* simula la propagación de ondas electromagnéticas en sistemas en los que la longitud de onda es mucho más pequeña que el menor detalle geométrico, como es el caso del modelado de matrices de módulos fotovoltaicos interaccionando con el espectro visible (entre 300 y 750 nm) (Hansen et al., 2017).

Existen dos maneras de modelar mediante *ray tracing*, dependiendo del software utilizado: *Forward ray tracing* y *Backward ray tracing* (Figura 5). En el primero se trazan los rayos en el mismo sentido en el que se propagan en la realidad, lo cual es muy preciso pero muy ineficiente. La razón de esto es que solo una pequeña fracción de los rayos emitidos acaba incidiendo en la superficie que nos interesa, por lo que un trazado de rayos “hacia atrás”, en el que se computan únicamente los rayos que inciden en la superficie de interés, es mucho más eficiente.

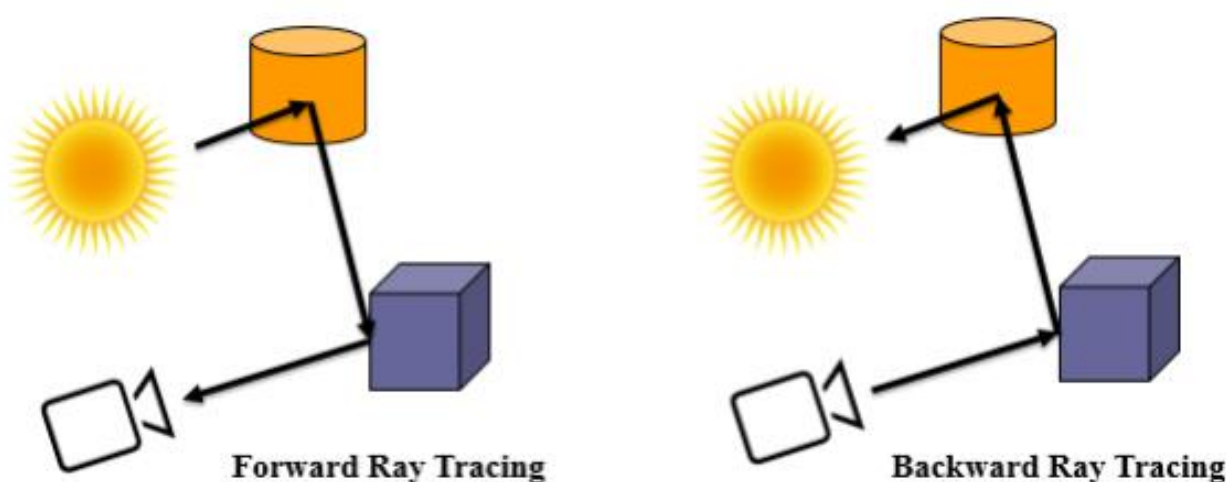


Figura 5. Forward and backward ray tracing (Asgharzadeh Shishavan, 2019)

La principal ventaja de este método es la capacidad de modelar con gran precisión los patrones de sombreado y las no-uniformidades existentes en las estructuras de módulos fotovoltaicos, a cambio de una alta complejidad y coste computacional.

Existen varios modelos que utilizan *ray tracing*. Pero este trabajo se focalizará en el utilizado en el software libre RADIANCE (Ward, 1994).

3.1 Procedimiento de simulación mediante RADIANCE

- En primer lugar, es necesario definir las geometrías de todos los cuerpos relevantes en el sistema. El software cuenta con geometrías simples en su librería, pero para geometrías complejas se recomienda definir el sistema en un programa de 3D como AutoCAD o Sketchup (Asgharzadeh Shishavan, 2019).
- Los materiales y propiedades de todos los objetos deben ser especificados (color, albedo, etc.)
- Los archivos de cielo, “sky files” son esenciales para las simulaciones. En RADIANCE, estos archivos se pueden crear mediante el comando “gendaylit”, el cual crea una escena basada en una distribución angular de las fuentes de luz para las condiciones atmosféricas dadas (componentes directa y difusa de la radiación solar), fecha, y hora local. El argumento de salida es la distribución de luminosidad del cielo en el espectro visible. La distribución angular difusa se calcula mediante el modelo Perez All-Weather Sky Model (Asgharzadeh Shishavan, 2019) (Lo et al., 2015).
- Tras esto, se combinan todos los archivos generados para crear un único archivo para cada marca de tiempo de la simulación.

- Por último, se renderiza este archivo y se definen las coordenadas de ambas caras del módulo para realizar el trazado de rayos desde estos puntos (*backward ray tracing*).

4 MODELADO POR GEOMETRÍA SOLAR

El modelado por geometría solar es una versión modificada del modelo de cielo estándar, es decir, el modelo de Liu y Jordan. Este modelo considera la radiación difusa como isotrópica, lo que significa que la intensidad de la radiación difusa es uniforme en todo el cielo.

El modelo de Liu y Jordan para la radiación total que incide sobre una superficie inclinada tiene tres componentes:

- La radiación directa sobre la superficie.
- La radiación difusa proveniente del cielo, la cual, al depender de la claridad y nubosidad de este, es más difícil de estimar.
- La radiación difusa reflejada en el suelo y en otros cuerpos de alrededor.

Combinando estas tres componentes, Liu y Jordan proponen la siguiente expresión para la radiación total sobre una superficie inclinada (Durusoy et al., 2020):

$$I_t = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (10)$$

Donde:

- I_b es la radiación directa sobre una superficie horizontal a una hora determinada
- R_b es la relación entre la radiación directa incidente sobre la superficie inclinada y la que incide sobre la superficie horizontal. Este factor es diferente para la superficie posterior de un módulo, ya que en la mayoría de horas del día no incide radiación directa sobre ella, y en el modelo propuesto está determinado por la simetría del camino del sol según el paso del tiempo (Durusoy et al., 2020). Es decir, se asume un azimut de 0° (sur) y se obtiene una distribución simétrica de valores a lo largo de las horas del día (ver Tabla 1). Nótese que los valores solo son mayores que 0 durante el amanecer y el atardecer, únicos momentos en los que existe radiación directa sobre la cara posterior, y por lo tanto los valores de $R_{b,front}$ son 0: no puede incidir radiación directa sobre las dos caras de un módulo al mismo tiempo. (Nota: La Tabla 1 contiene los valores del artículo (Durusoy et al., 2020): Tabla 3, en los que considero que los dos últimos valores de $R_{b,front}$ deberían ser 0 y, por lo tanto, son erratas del artículo original)
- El segundo sumando de (10) representa la radiación difusa procedente del cielo en una superficie inclinada. I_d es la radiación difusa sobre una superficie horizontal, mientras que β es el ángulo de inclinación del módulo y $\left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$ es el factor de forma desde la superficie al cielo (Liu & Jordan, 1960).
- El último sumando representa la radiación difusa reflejada en el suelo e incidente en la superficie. Aquí, I representa la irradiancia global sobre la superficie horizontal, mientras que ρ_g es el albedo de la superficie y $\left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$ es el factor de vista desde la superficie al suelo.

4.1 Descripción del modelo propuesto

A continuación se describirá el modelo usado en el ensayo referenciado (Durusoy et al., 2020).

Se utiliza una modificación del modelo isotrópico de Liu y Jordan, en el que se efectúan los siguientes cambios:

- En lugar de usar β como ángulo de inclinación, se utiliza su complementario. La razón de esto es que se trata la cara posterior del módulo como la cara frontal, por lo que el ángulo de inclinación de la cara posterior será el complementario a β , es decir, $\pi - \beta$. Lo cual contribuirá a un mayor factor de radiación reflejada en el suelo (la tercera componente de (10)).

- Se altera R_b para que refleje correctamente la relación entre radiación directa sobre la superficie y sobre la horizontal. Se toman nuevos valores calculados experimentalmente para un día arbitrario, representados en la Tabla 1, que distinguen entre las situaciones en las que la radiación directa incide sobre la cara frontal del módulo ($R_{b,front} > 0$ y $R_{b,back} = 0$) y en las que el ángulo de incidencia es mayor de 90° , es decir, la radiación directa incide sobre la cara posterior ($R_{b,front} = 0$ y $R_{b,back} > 0$).
- La última modificación tiene su razón en la diferencia de radiación reflejada del suelo que existe a lo largo del eje vertical de la cara posterior del módulo. Esto es, las partes más altas de los módulos reciben una mayor cantidad de radiación procedente del suelo, al ser su factor de forma con este mayor que el de las partes más bajas (ver ecuaciones (11) - (15)).

Hour	$R_{b,front}$	θ	$R_{b,back}$
5:00	0.00	113.34	0.66
6:00	0.00	100.31	0.21
7:00	0.21	86.89	0
8:00	0.66	73.3	0
9:00	0.83	59.69	0
10:00	0.92	46.27	0
11:00	0.97	33.45	0
12:00	0.99	22.43	0
13:00	1.00	17.25	0
14:00	0.99	22.43	0
15:00	0.97	33.45	0
16:00	0.92	46.27	0
17:00	0.83	59.69	0
18:00	0.66	73.30	0
19:00	0.21	86.89	0
20:00	0.00	100.31	0.21
21:00	0.00	113.34	0.66

Tabla 1. Cálculo de $R_{b,back}$ entre el amanecer y la puesta de sol de un día arbitrario (Durusoy et al., 2020)

Finalmente, la expresión para la radiación total incidente en la cara posterior de un módulo queda reflejada en la siguiente ecuación:

$$I_{t,back} = I_b R_{b,back} + I_d \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + I_{\rho_g} f(h) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (11)$$

Esta ecuación debe integrarse entre los valores mínimos y máximos de altura del módulo (0.5 m y 1.16 m en el ensayo), de cuyo resultado se puede deducir un factor corrector para el módulo completo. En el ensayo estudiado se ha utilizado una función exponencial para encontrar este factor corrector, ya que la radiación incidente no aumenta linealmente con la altura.

$$f(h) = 1 - e^{-\frac{h}{lc}} \quad (12)$$

La longitud crítica se calcula asumiendo que el valor de la función en el punto medio, 0.84m, es 0.5:

$$0.5 = 1 - e^{-\frac{0.84}{lc}} \quad (13)$$

Obteniendo:

$$lc = 1.21$$

Para encontrar un valor medio para este factor, se integra de la siguiente manera:

$$f(h) = \int_{0.5}^{1.16} (1 - e^{\frac{l}{1.21}}) dl \quad (14)$$

Obteniendo:

$$F(l) = 0.33$$

Se ha asumido que la media de este factor corrector está normalizada para un máximo de 1, es decir, la radiación incidente en la cara posterior no superará el valor de radiación total reflejada $I\rho_g$.

Con todo esto, se tiene finalmente:

$$I_{t,back} = I_b R_{b,back} + I_d \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + 0.33 I \rho_g \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (15)$$

5 MODELADO POR FACTORES DE CONFIGURACIÓN

Los factores de configuración (CF) representan la fracción de radiación saliente de una superficie que llega a incidir en otra. Por ejemplo, en el caso de la cara frontal de un módulo fotovoltaico, se tiene que la radiación reflejada en el suelo que le llega es:

$$I_{\gamma} = \rho * GHI * \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (16)$$

Donde ρ es el albedo de la superficie, GHI es la radiación global horizontal y β es el ángulo del módulo. En este caso, $\rho * GHI$ es la radiación que abandona el suelo y $1 - \frac{\cos(\beta)}{2}$ sería el CF (Marion et al., 2018).

Para el uso de factores de configuración, se asume que la radiación es isotrópica. Sin embargo, cuando se aplica en el caso de las caras posteriores de un módulo, existen sombras que invalidan esta suposición. Para estos casos, se puede dividir el suelo en zonas, para cada una de las cuales se aplicará una radiación y CF distintos, para al final sumar la radiación de todas las áreas.

5.1 Descripción y aplicación del modelo

Este modelo es aplicable para una o múltiples filas de módulos fotovoltaicos. No se hacen discriminaciones a lo largo de las filas. Es decir, aunque en los módulos de los extremos de una fila exista una mayor irradiancia reflejada del suelo al no existir sombras por los módulos en los lados, esta diferencia no se tiene en cuenta. Sin embargo, las simulaciones demuestran que estas diferencias no son significativas en sistemas de más de una docena de módulos por fila (Marion et al., 2018).

El modelo cuenta con tres componentes principales:

- a) Identificación del área del suelo sombreada por la fila de módulos.
- b) Determinación de la radiación que recibe el suelo, teniendo en cuenta las sombras y los obstáculos en la vista al cielo.
- c) Determinación de la radiación incidente en la cara posterior de los módulos.

5.1.1 Suelo sombreado por la fila de módulos

Utilizando las dimensiones y orientación de las filas de módulos, ubicación y hora local, se calcula la posición del sol y se proyectan las sombras en un espacio bidimensional entre dos filas denominado *row-to-row* (rtr). Este espacio se divide en n segmentos y cada segmento se identifica como sombreado o no sombreado (Marion et al., 2018).

5.1.2 Radiación recibida por el suelo

Se utiliza el modelo de Perez para una superficie inclinada, donde se usa la radiación normal directa (DNI) y la radiación difusa horizontal (DHI) para descomponer la segunda en sus componentes circunsolar (I_{cir}), del cielo (I_{sky}) y del horizonte (I_{hor}). Mediante la ecuación (17), se determina la radiación recibida para cada uno de los n segmentos.

$$GRI_n = a * (DNI + I_{cir}) + CF_{sky} * I_{sky} \quad (17)$$

Donde a es:

- El coseno del ángulo cenital si el segmento de suelo no está sombreado.
- El coseno del ángulo cenital multiplicado por la fracción de apertura de la fila de módulos debido al espaciado entre las células de un módulo y entre los módulos de la fila.

Nótese que en la ecuación (17) no aparece el término I_{hor} . Esto es porque, para segmentos de suelo horizontal como los del ensayo, la contribución de esta componente es despreciable (Marion et al., 2018).

CF_{sky} se determina utilizando la ecuación (18) con los parámetros de la Figura 6.

$$CF_{sky} = \frac{1}{2} (\cos(\theta_{s1}) - \cos(\theta_{s2})) \quad (18)$$

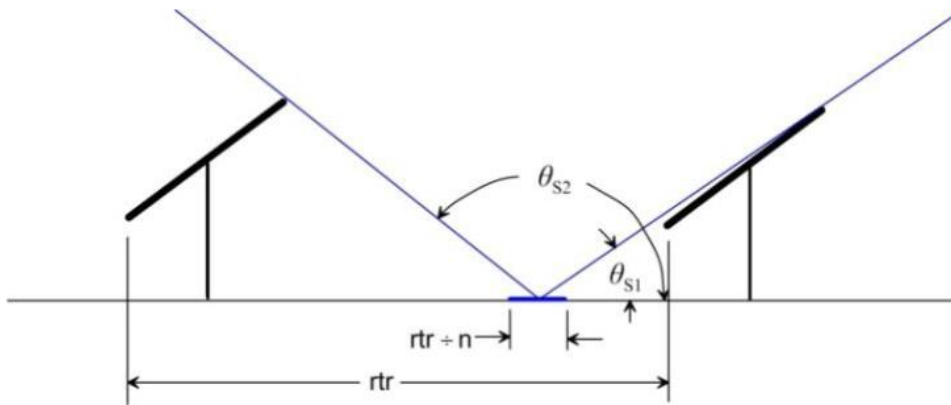


Figura 6. Representación de los factores necesarios para calcular la radiación incidente en el suelo (Marion et al., 2018).

5.1.3 Radiación incidente en la cara posterior de los módulos

La radiación total que incide en las caras traseras de una fila de módulos, BSI (por sus siglas en inglés “Back Side Irradiance”) será la suma de:

- La radiación difusa del cielo.
- La radiación reflejada en el suelo.
- La radiación directa y difusa circumsolar cuando el azimut es menor a 90° .
- La radiación reflejada en la cara frontal de los módulos de la fila posterior.

Esta última (I_{refl}) se determina únicamente para la radiación difusa que incide en la cara frontal de la fila. El reflejo de la radiación directa y circumsolar se considera especular, con lo que no es probable que llegue a reflejarse en la cara posterior de la fila anterior.

La radiación difusa total incidente en la cara posterior de una fila se obtiene dividiendo su campo de visión en 180 segmentos de un grado, y para cada uno de ellos se obtiene el producto de su CF, corrección por ángulo de incidencia (AOI) y el valor de la radiación según su origen (cielo, horizonte, reflejada por el suelo o reflejada por módulos). La BSI queda expresada en la ecuación (19):

$$BSI = b * F_b * (DNI + I_{cir}) + \int_{i=1^\circ}^{180^\circ} CF_i * F_i * I_i \quad (19)$$

Donde:

- b es el máximo entre 0 y el coseno del AOI de la radiación normal directa.

- F_b es la corrección por AOI de la radiación normal directa según el modelo aire – cristal (Sjerps-Koomen et al., 1997).
- CF_i es el CF para cada segmento i de un grado.
- I_i es la radiación que vista por cada segmento i de un grado (ya sea I_{sky} , I_{hor} , $\rho \cdot GRI_n$, o I_{refl}).

El CF_i queda definido mediante la ecuación (20) y la Figura 7:

$$CF_i = \frac{1}{2} * (\cos(i - 1) - \cos(i)) \quad (20)$$

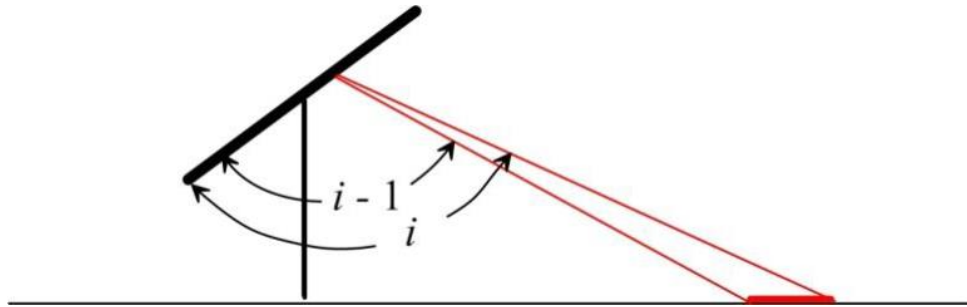


Figura 7. Campo de visión del suelo de un segmento de un grado definido por los ángulos i y $i-1$ (Marion et al., 2018).

Las correcciones al ángulo de incidencia AOI para la radiación difusa de cada segmento de un grado deben considerar que el AOI no solo varía con los límites angulares i y $i-1$, sino también por la radiación que se origina a lo largo de una fila, es decir, en la dirección perpendicular al papel en la Figura 7. Para determinar los valores de F_i se utilizó un método ya desarrollado (Marion, 2017) donde dicha corrección se valora por su contribución a la radiación en el plano. Los resultados se muestran en la Figura 8, donde se observa que F_i es siempre menor que uno porque la mayoría de la radiación difusa tiene direcciones no normales a la superficie.

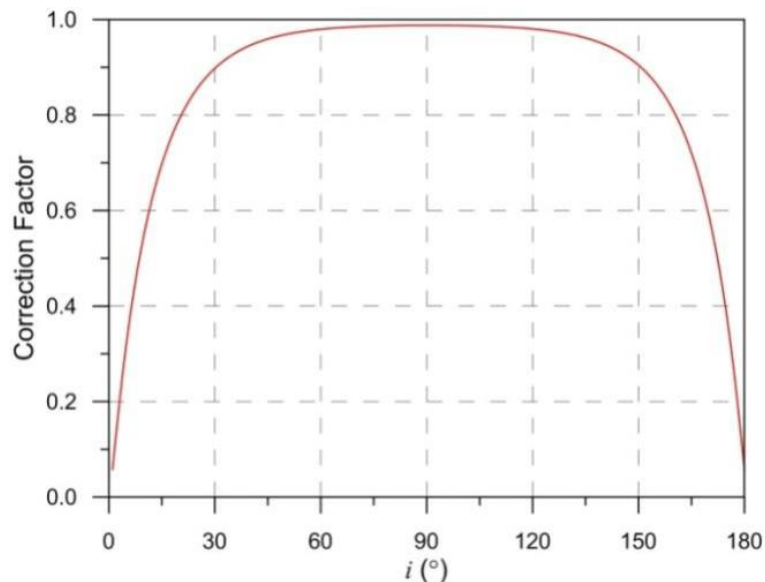


Figura 8. Correcciones de AOI para la radiación difusa de los segmentos de un grado en función del ángulo i . Para módulos con una superficie de cristal negro descubierto con un índice de refracción de 1.526 (Marion et al., 2018)

6 ENSAYO EXPERIMENTAL

La fase experimental de este proyecto se realizará según los datos recogidos en el banco de pruebas del ático del edificio de los laboratorios de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla, el cual consiste en una estructura de 6 módulos fotovoltaicos dispuestos en tres alturas.

Esta fase consistirá en tres partes:

- En primer lugar, se realizará un estudio sobre el albedo en general, y el de la superficie posterior al módulo en particular. Como se ha explicado anteriormente, esta propiedad es fundamental a la hora de predecir cuánta radiación incidirá en la cara posterior de un módulo bifacial y, por tanto, la precisión de la simulación dependerá considerablemente del valor que se tome.
- Implementación de uno de los modelos de irradiancia estudiados. Esta implementación consistirá en la recopilación de los datos geométricos y de irradiancia recogidos en el banco de pruebas y su introducción, junto con los parámetros que sea necesario calcular, en uno de los modelos de simulación.
- Comparación con los datos reales y análisis. Se graficarán los resultados de la simulación junto con los datos obtenidos en el banco de pruebas y se estudiará la precisión del modelo, analizando las posibles diferencias con los datos reales.

6.1 Estudio del albedo

En la literatura actual existen múltiples definiciones de albedo. Algunos autores definen el albedo como una propiedad del material, similar a su reflectividad; otros, sin embargo, lo definen como toda fuente de radiación, ya sea directa, difusa o reflejada, que incide en la cara posterior de un panel. En este trabajo se definirá el albedo como el factor que relaciona la radiación que refleja una superficie con la radiación (total) que incide en ella, y se definirá para el conjunto de superficies cuyo factor de forma con la cara posterior del módulo es no nulo, es decir, toda aquella superficie que “ve” dicha cara del módulo.

En primer lugar, es necesario aclarar que el valor del albedo de una superficie no es una propiedad intrínseca de esta, sino que depende de la distribución espectral y angular de la radiación. No obstante, la aproximación propuesta por Liu y Jordan en 1963 de un valor constante de albedo $\rho = 0.2$ es comúnmente aceptada y usada para estimaciones en las que no se dispone de medidas de albedo más exactas (Psiloglou & Kambezidis, 2009).

Sin embargo, estudios posteriores han realizado aproximaciones más exactas teniendo en cuenta la naturaleza de la superficie, obteniendo valores de, por ejemplo, 0.66 para la nieve, 0.07 para el océano o 0.16 para la hierba (Coakley, 2003).

Puesto que la caracterización exacta del albedo no es objeto de estudio de este trabajo, y la superficie a estudiar es compleja geoméricamente y se compone de varios materiales (Figura 13), para el ensayo experimental se tomará un valor constante de albedo de 0.2, cuya exactitud se evaluará en la parte final del trabajo.

6.1.1 Caracterización del banco de pruebas

El banco de pruebas se sitúa con un acimut de 10° hacia el este, en el extremo norte del ático del laboratorio de Energías Renovables de la ETSI.



Figura 9. Vista frontal del banco de pruebas



Figura 10. Vista lateral del banco de pruebas

Los piranómetros están colocados según las figuras Figura 11 y Figura 12, a una altura similar, quedando el de la cara posterior 10 cm más alto que el frontal:



Figura 11. Disposición del piranómetro frontal.



Figura 12. Disposición del piranómetro posterior.

La superficie posterior al módulo se caracteriza por ser irregular, en la que se observan vigas de acero sobre un suelo de cemento, y un muro de 1.10 m a una distancia de 1 metro de la viga más cercana (Figura 13):



Figura 13. Superficie posterior al banco de pruebas.

La base de la estructura de los módulos está a 65 cm del suelo, quedando los piranómetros frontal y posterior a 1.19 m y 1.29 m, respectivamente. La inclinación de la estructura es de 40° .

6.1.2 Disposición de la cámara

Para el estudio de la superficie del albedo, se dispone una cámara justo detrás de los módulos que enfoca la superficie según la Figura 14:

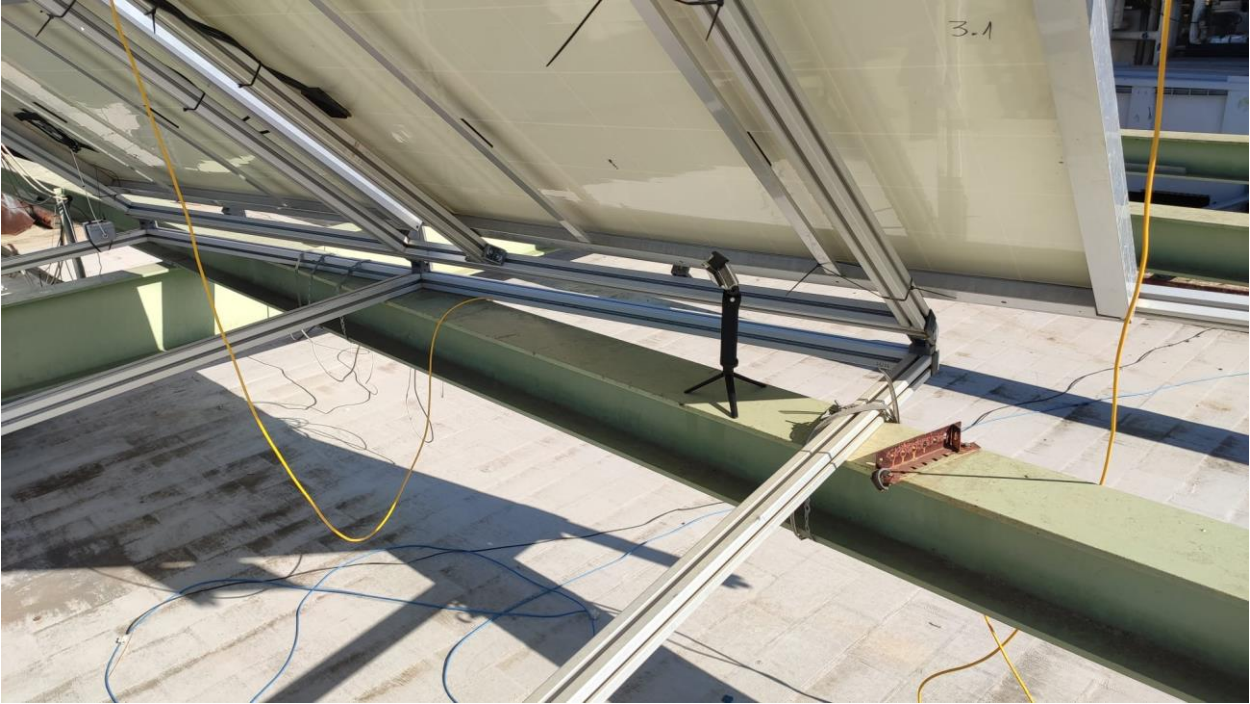


Figura 14. Disposición de la cámara

Esta cámara capturará una imagen por minuto de la superficie posterior al módulo, tanto del suelo como del muro, con el objetivo de analizar la evolución de la iluminación sobre este área y su influencia sobre los datos recogidos por el piranómetro.

6.2 Aplicación del modelo

A continuación se presentan los resultados de aplicar el modelo de **geometría solar** (apartado 4), a varios días de los meses de mayo y junio.

6.2.1 Metodología

Debido a la complejidad de la geometría del banco de pruebas y a la orientación de los módulos, no se tendrá en cuenta a la hora de modelar la componente directa de la radiación que incide sobre la cara posterior de los módulos. Por tanto, es de esperar encontrar incrementos en la radiación medida por el piranómetro a las horas del amanecer y del atardecer que la simulación no considere.

La metodología para la estimación será la siguiente:

1. Se tomarán los datos de radiación global horizontal (GHI) y radiación difusa horizontal (DHI) recogidos por un piranómetro situado en la estación meteorológica de la ETSI. Es necesario notar que dicho piranómetro se encuentra sobre una superficie horizontal en un entorno distinto a los otros, en el que no existen sombras.
2. Se calculará, mediante la ecuación, una estimación de la radiación total que incidirá en el piranómetro.

$$I_{back} = I_d \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + I \rho_g f(h) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (21)$$

Para realizar la simulación, se utilizará un factor $f(h)$ distinto al del modelo original. Esto se debe a que el objetivo del estudio original era estimar la producción fotovoltaica de todo el panel y, por tanto, se integraba una función que depende de la altura entre las alturas mínima y máxima de la estructura (ecuaciones (12) a (14)). En este estudio, sin embargo, el interés es estimar cuánta radiación llegará al piranómetro, y comparar las estimaciones con las lecturas reales del dispositivo. Por tanto, se calculará el factor únicamente para la radiación que llega a ese punto, y no para toda la superficie.

Al igual que en la ecuación (12), suponemos una distribución exponencial:

$$f(h) = 1 - e^{-\frac{l}{lc}} \quad (22)$$

Calculamos la longitud crítica suponiendo que para la altura media de la estructura, 1.61 m, el valor del factor es 0.5:

$$0.5 = 1 - e^{-\frac{1.61}{lc}} \quad (23)$$

Obtenemos una longitud crítica de $lc = 2.32 \text{ m}$.

Tenemos entonces, para la altura del piranómetro $l = 1.29 \text{ m}$:

$$f(1.29) = 1 - e^{-\frac{1.29}{2.32}} \quad (24)$$

De donde resulta:

$$f(1.29 \text{ m}) = 0.426$$

Lo que, puesto en conjunto con un valor de albedo $\rho_g = 0.2$, da la ecuación final que se utilizará para las simulaciones:

$$I_{back} = I_d \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + I * 0.2 * 0.426 * \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (25)$$

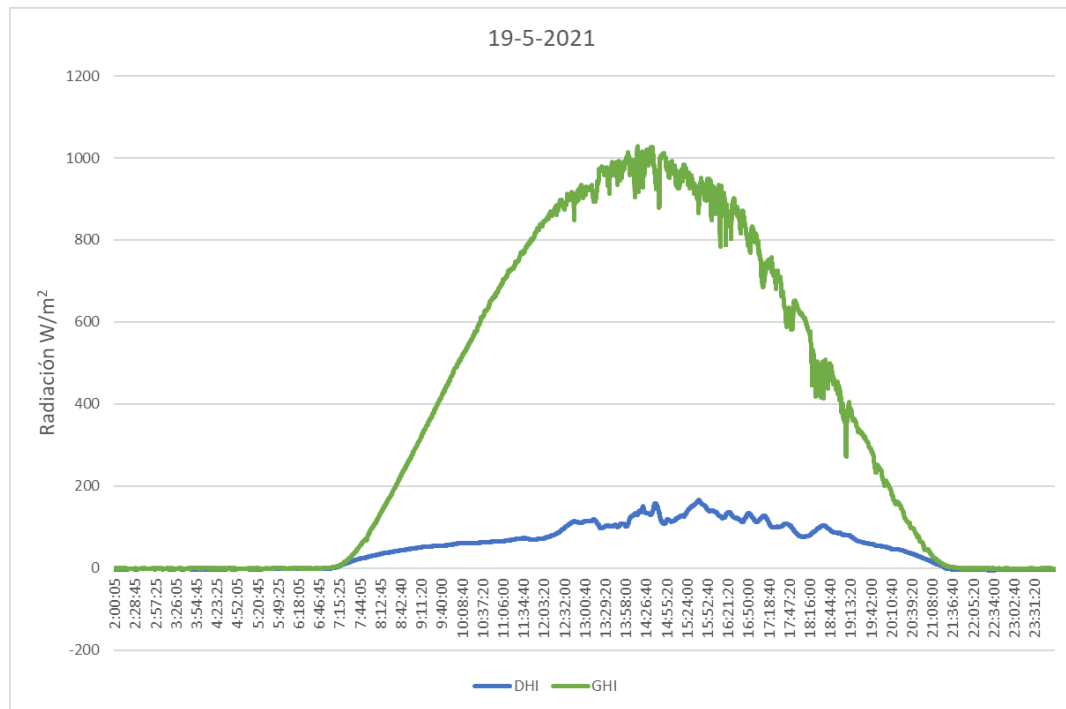
Siendo I_d la radiación difusa horizontal y I la radiación global horizontal, recogidas por el piranómetro de la estación.

3. Se compararán los resultados de estas estimaciones con los datos recogidos por el piranómetro, con una frecuencia de 10 segundos.
4. Se graficarán y analizarán los resultados obtenidos.

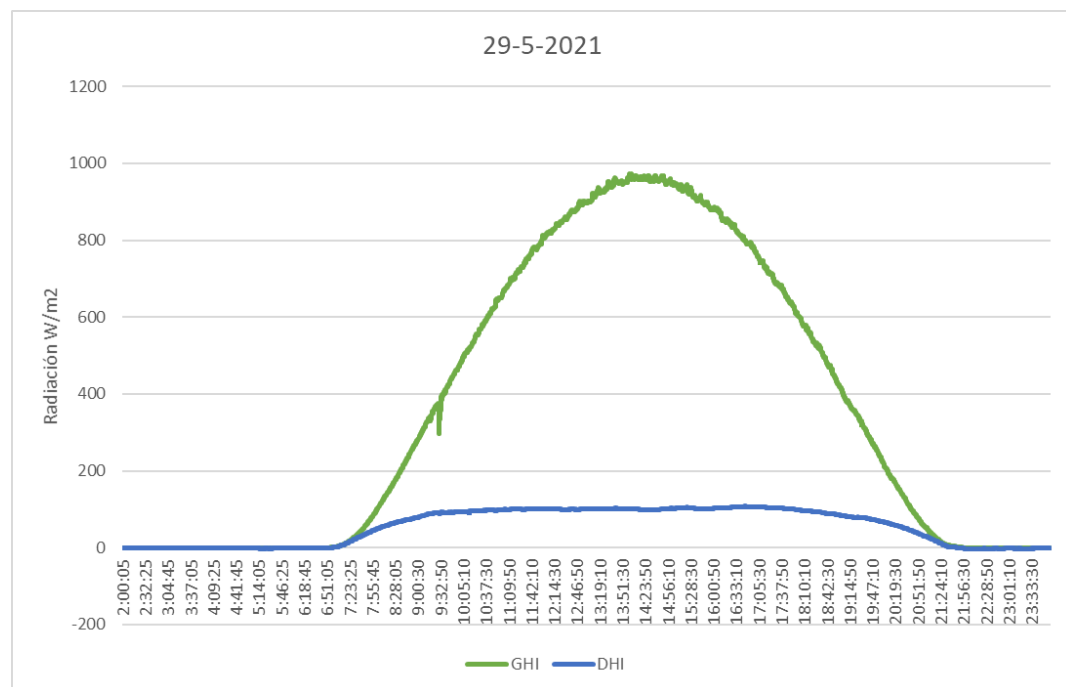
6.2.2 Simulaciones

A continuación se estudiarán simulaciones para cuatro días distintos: tres días soleados (19 de mayo, 29 de mayo y 3 de junio) y un día nublado (15 de junio).

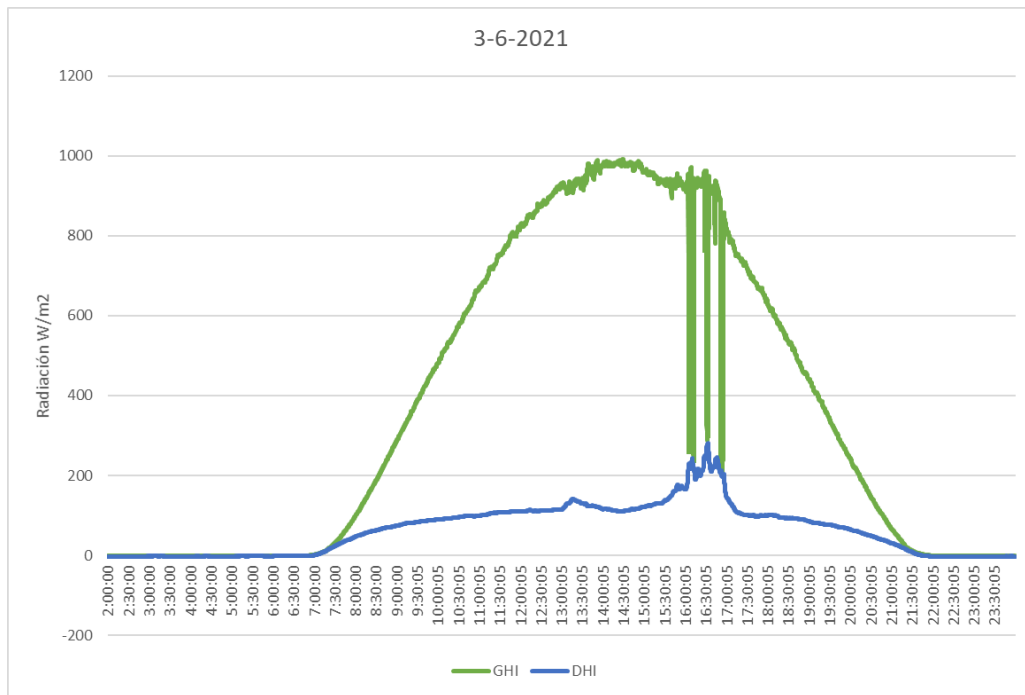
En primer lugar, se caracterizarán los días:



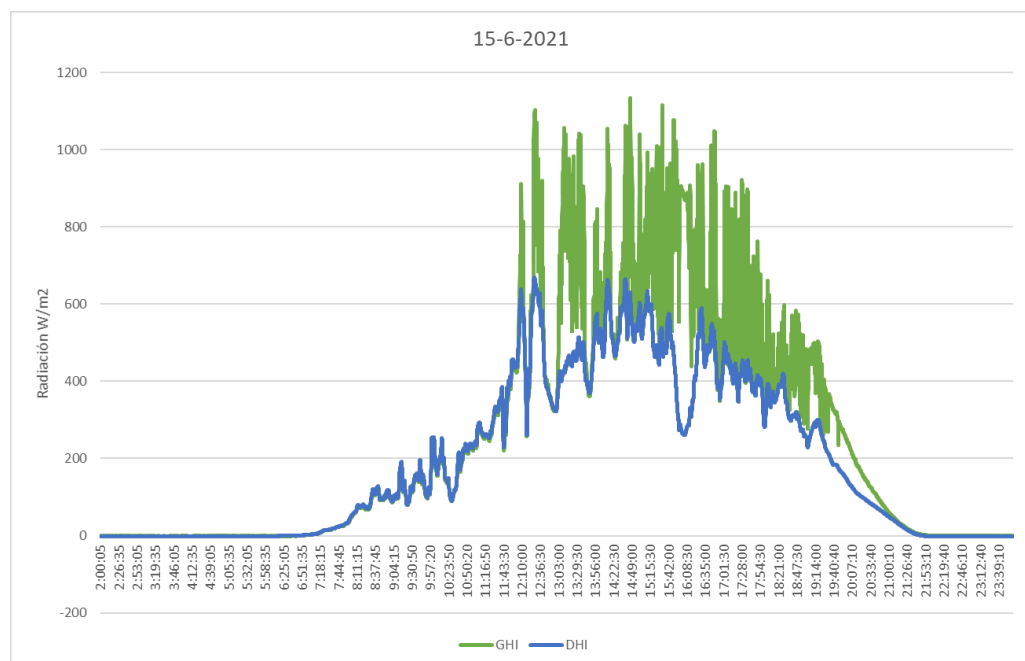
Gráfica 1. Datos de radiación del 19 de mayo



Gráfica 2. Datos de radiación del 29 de mayo



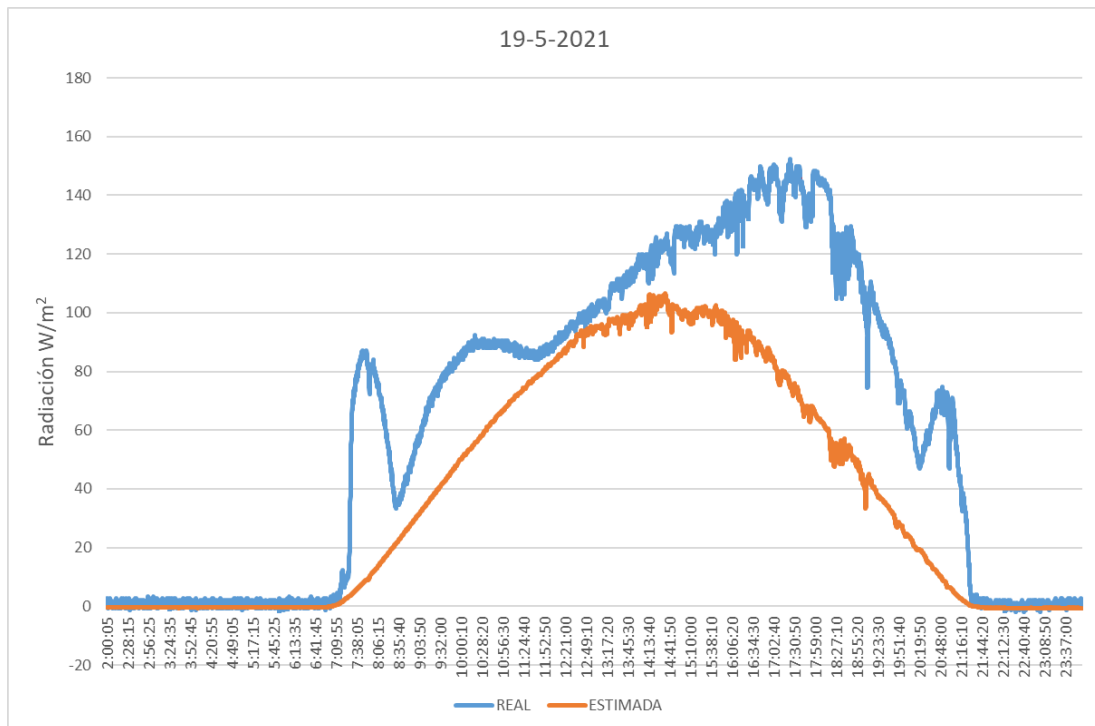
Gráfica 3. Datos de radiación del 3 de junio



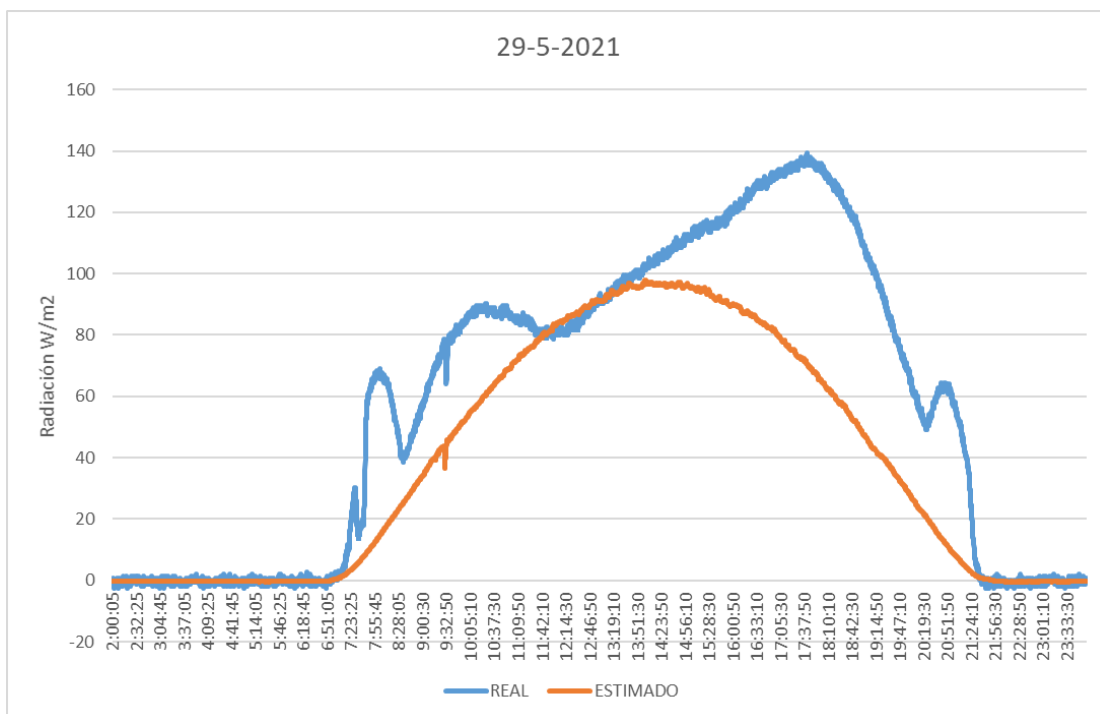
Gráfica 4. Datos de radiación del 15 de junio

Como podemos observar en las gráficas, los días 19 y 29 de mayo fueron días claros y despejados durante todo el día. El día 3 de junio fue generalmente despejado, excepto en un período entre las 16h y las 17h. El 15 de junio, sin embargo, fue un día generalmente nublado, con pocos claros a lo largo de todo el día.

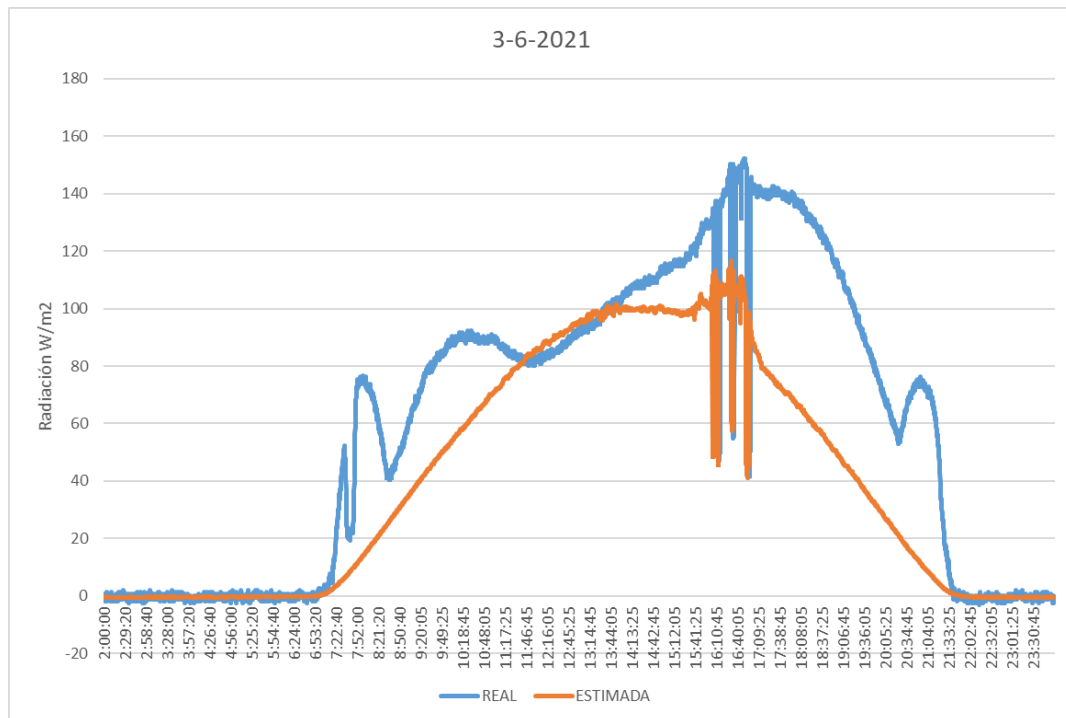
A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones para esos días junto con los datos recogidos por el piranómetro posterior:



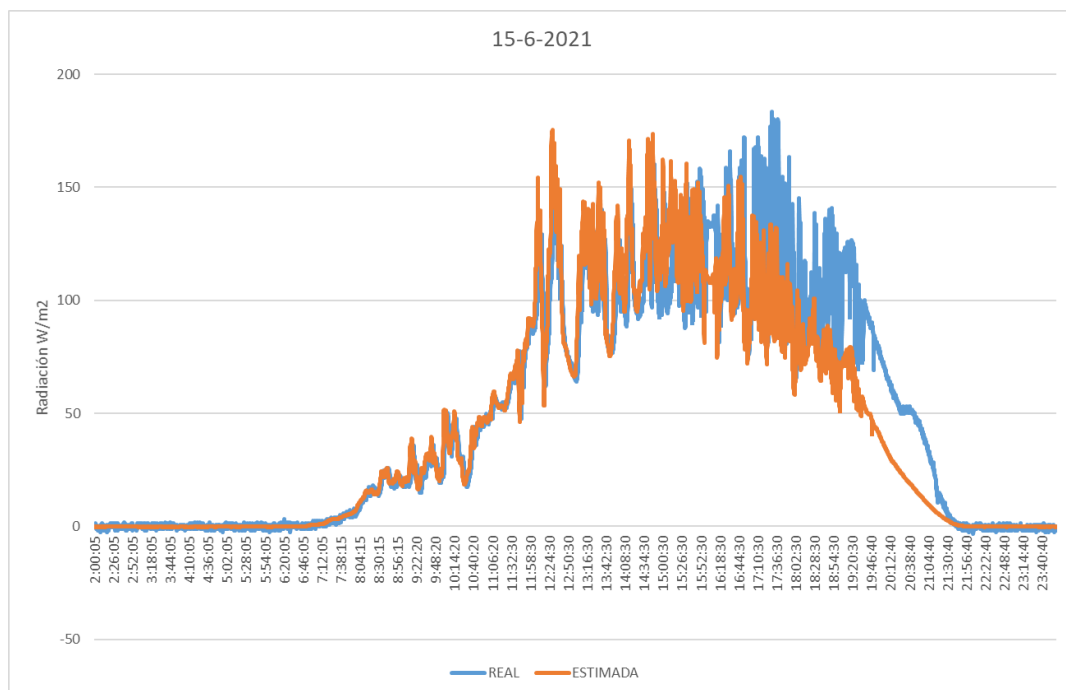
Gráfica 5. Simulación del 19 de mayo



Gráfica 6. Simulación del 29 de mayo. La discontinuidad entre las 8h y las 9h se debe a fallos de lectura del piranómetro.



Gráfica 7. Simulación del 3 de junio



Gráfica 8. Simulación del 15 de junio

6.3 Análisis de los resultados

Como se puede observar en las gráficas, la precisión de las estimaciones deja, generalmente, mucho que desear. En adelante, se procederá a analizar, por tramos horarios, las diferencias cualitativas entre las estimaciones y los datos recolectados para los tres días despejados, intentando explicar las causas de estas.

- (7:00 – 8:30). En las primeras horas de la mañana de los días soleados, se observa un pico en la radiación que incide en la cara posterior del modulo que la simulación no prevé. Esto puede deberse, en primer

lugar, a la existencia de radiación directa sobre la cara trasera que, como se indicaba en el apartado 6.2.1: Metodología, no se tiene en cuenta en este trabajo. Tal y como se comentó en dicho apartado, era de esperar la existencia de estos picos en la lectura del piranómetro. Sin embargo, el rápido descenso que sufre la curva tras este pico puede deberse a la sombra que proyecta la casetilla, situada al este de los módulos, sobre toda la superficie del banco de pruebas (ver Figura 10 y Figura 11).

- (8:30 – 11:15). Seguidamente, la curva asciende de manera estable hasta llegar a un máximo, pasadas las 10h, cuando desciende levemente antes de volver a subir. Esto puede deberse tanto a la existencia de una sombra proyectada por la chimenea al sudeste del banco de pruebas, como a la propia sombra de los módulos que, al estar orientados ligeramente hacia el este, comienzan a recibir la radiación perpendicular a la superficie, sombreando el área tras ellos y disminuyendo, por tanto, la radiación reflejada que incide sobre el piranómetro.
- (11:15 – 13:45). Tras esto, la curva comienza a ascender de nuevo de forma estable, período en el que la simulación adquiere su máxima precisión. La causa de esto es, probablemente, que las condiciones se ajustan más a las condiciones estándar del modelo: las únicas sombras que actúan son las proyectadas por el propio módulo y la influencia de la radiación reflejada en el muro posterior no es notable.
- (13:45 – 17:40). En este período, las curvas comienzan a diverger. Mientras que la simulación estima un descenso de la radiación, los datos reales muestran que esta continúa ascendiendo. Esto, seguramente, se debe a que, al estar los módulos orientados hacia el este y el sol muy alto (verano, hemisferio norte) y con un acimut hacia el sudoeste, los rayos comienzan a incidir de lleno sobre la superficie del albedo, aumentando en gran medida la radiación reflejada sobre el piranómetro. La mayor contribución se debe, probablemente, a la radiación reflejada en el muro vertical. Este, al ser de color blanco y tener una gran altura relativa a la distancia que lo separa de los módulos, refleja gran cantidad de radiación sobre la superficie posterior de los módulos. Cabe destacar que, en el tramo nuboso del 3 de junio, en los que la componente mayor de la radiación que recibe el piranómetro es difusa y no reflejada, la simulación se ajusta con una precisión notablemente mayor.
- (17:40 – 20:20). Como se puede observar en el muro de la Figura 15 y la Figura 16, el acimut del sol sobrepasa el límite del muro, y los rayos gradualmente dejan de incidir de forma directa en la cara blanca frente al piranómetro y comienzan a incidir en la fachada exterior del edificio. La pendiente de la curva es moderada debido a que, aunque el muro esté dejando de recibir radiación directa, el suelo recibe los rayos del sol y las únicas sombras son las de las vigas y la que progresivamente vaya proyectando el muro, disminuyendo gradualmente la componente reflejada de la radiación que incide sobre el piranómetro. Estos fenómenos pueden observarse perfectamente en las imágenes tomadas por la cámara (Figura 17 a Figura 23). Se aprecia cómo, a partir de cierta hora, aunque el muro deja de estar iluminado directamente, prácticamente la totalidad del suelo sí lo está, provocando que la disminución de radiación incidente sobre el piranómetro sea más lenta.



Figura 15. Superficie del albedo a las 18:45



Figura 16. Superficie del albedo a las 19:15

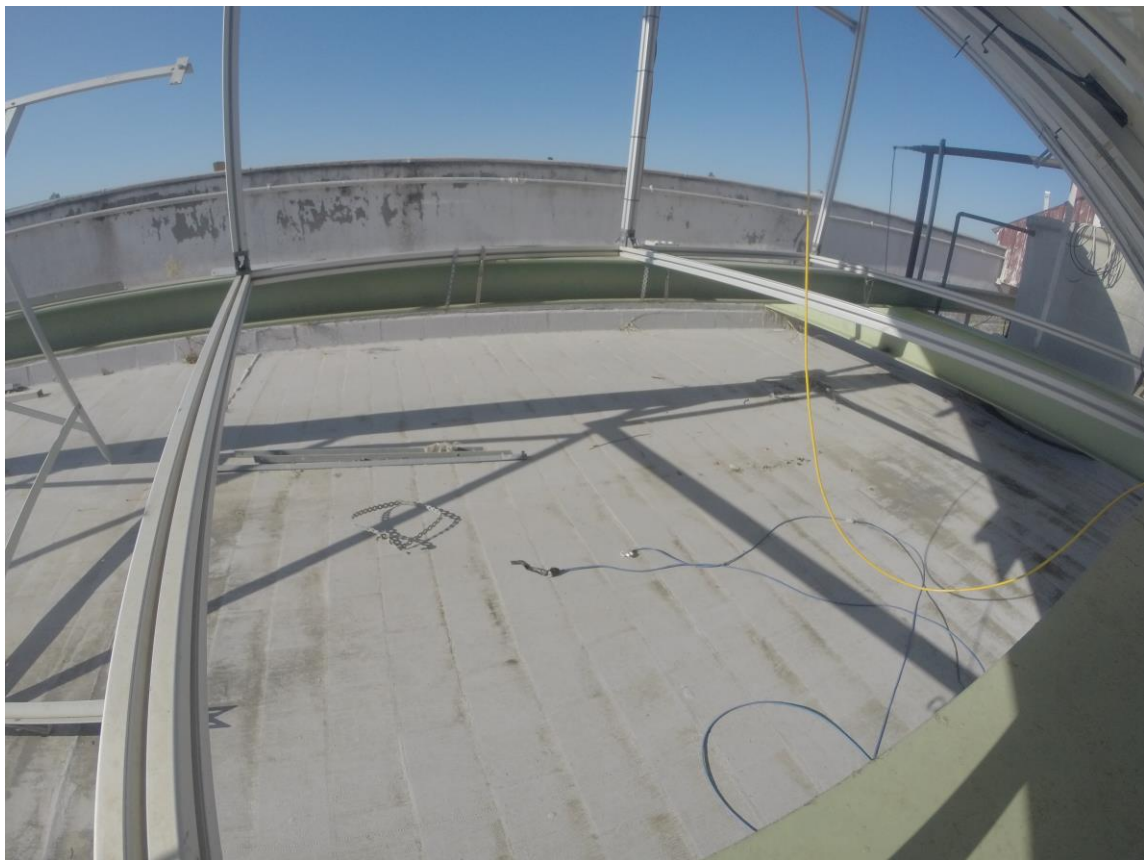


Figura 17. Superficie del albedo a las 19:20

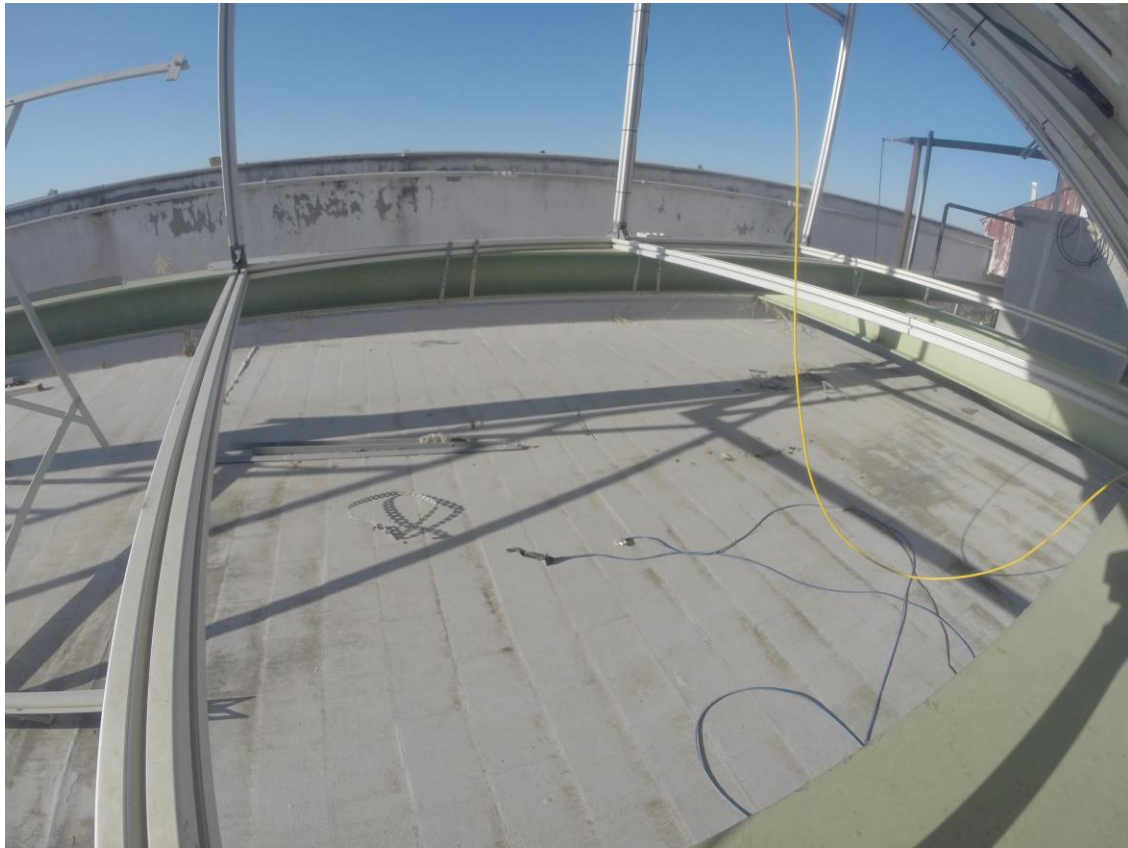


Figura 18. Superficie del albedo a las 19:45



Figura 19. Superficie del albedo a las 20:00



Figura 20. Superficie del albedo a las 20:15



Figura 21. Superficie del albedo a las 20:30



Figura 22. Superficie del albedo a las 20:45



Figura 23. Superficie del albedo a las 21:00



Figura 24. Superficie del albedo a las 21:15



Figura 25. Superficie del albedo a las 21:45



Figura 26. Superficie del albedo a las 22:05

- (20:20 – 21:30). Se observa un pico en la radiación que, al igual que en el primer tramo, se debe a que el sol está lo suficientemente bajo para que los rayos incidan directamente sobre el piranómetro (Figura 22 a Figura 24). Esto, de nuevo, no ha sido previsto por las simulaciones, puesto que no se ha tenido en cuenta la componente directa para la radiación posterior. Esta radiación directa es la última que recibe el piranómetro, lo que explica la gran pendiente descendente que sigue al pico de la curva. Una vez el muro proyecta sombra sobre el piranómetro, la mayor parte de la radiación que incide sobre la cara posterior del módulo es radiación difusa (Figura 25). Sin embargo, en estos últimos minutos, el modelo tampoco es capaz de estimar la radiación que llega al piranómetro con precisión, incluso siendo la radiación difusa la única influyente. Esto puede deberse a que, puesto que el modelo original está diseñado para módulos orientados hacia el sur y el del banco de pruebas está orientado hacia el este, la cara posterior del módulo está orientado hacia un acimut más próximo a la puesta de sol (ligeramente hacia el noroeste), teniendo, por tanto, vistas hacia un cielo más claro (Figura 26).

Por el contrario, en la simulación para el día nublado (15 de junio), se observa una precisión notablemente mayor de la simulación, distanciándose en un máximo de unos 20 W/m^2 en las horas de la tarde de los datos recogidos por el piranómetro. En las horas de la mañana se observa una precisión excelente, que se va perdiendo a partir del mediodía solar. En el último período de la tarde, se observa una subestimación de la radiación consistente hasta el final del día, lo que podría confirmar la hipótesis realizada en el párrafo anterior en la que se señala como causa a la radiación difusa, que experimenta un aumento al estar el piranómetro orientado ligeramente hacia el noroeste.

7 CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta la peculiar geometría del banco de pruebas del que se ha dispuesto para este trabajo, cabe concluir lo siguiente:

El modelo utilizado presenta una precisión aceptable para condiciones en las que la componente difusa es la principal de la radiación total que incide sobre la cara posterior de un módulo. Esto se debe a que la geometría del banco de pruebas de la ETSI no es la geometría estándar para la que se ha creado el modelo. Es probable que, si se hubiera contado con una superficie más extensa y regular, en la que la mayor parte de la radiación reflejada proviniera del suelo en vez de estructuras, que además proyectan sombras sobre la superficie de pruebas, se habrían obtenido resultados cualitativamente más precisos.

Sin embargo, el modelo original, a la hora de estimar la radiación reflejada, no prevé una orientación distinta al sur. Esto provocaría que, aún contando con una superficie extensa y libre de obstáculos, si los módulos no están orientados hacia el sur, la simulación no será capaz de estimar correctamente la radiación reflejada que incidirá sobre la superficie posterior. El modelo continuaría estimando una distribución simétrica para esta componente respecto al mediodía solar cuando, en realidad, la máxima radiación reflejada tendría lugar horas antes del mediodía si el panel está orientado hacia el oeste u horas después del mediodía si se orienta hacia el este (es el caso del ensayo de este trabajo), ya que el ángulo de incidencia del sol permitiría iluminar directamente todo el suelo posterior al módulo. Para obtener unos resultados más fiables en este sentido, sería necesario, para cada experimento, tomar unos valores únicos de $R_{b,back}$ para la orientación y entorno del módulo.

Esto lleva a concluir que el modelo de geometría solar tiene unas limitaciones geométricas importantes. Antes de aplicar este modelo, es necesario asegurarse tanto de que la orientación del panel sea lo más próxima al sur posible, como de que en el entorno de este no existan estructuras que puedan proyectar sombras sobre la zona próxima al módulo.

Como continuación al trabajo, se propone una modificación al modelo de geometría solar adaptado para el banco de pruebas utilizado, en el que se tengan en cuenta tanto la radiación directa en las primeras y últimas horas solares, con la modificación de los valores de $R_{b,back}$ que ello conlleva, como el incremento de la componente reflejada de la radiación en las horas de la tarde.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Asgharzadeh Shishavan, A. (2019). *Bifacial photovoltaic (PV) system performance modeling utilizing ray tracing*.
https://ir.uiowa.edu/etd/69111%0Ahttps://iro.uiowa.edu/discovery/fulldisplay/alma9983777087002771/01IOWA_INST:ResearchRepository
- Coakley, J. A. (2003). Reflectance and Albedo, Surface. *Encyclopedia of Atmospheric Sciences*, 1914–1923.
<https://doi.org/10.1016/b0-12-227090-8/00069-5>
- Durusoy, B., Ozden, T., & Akinoglu, B. G. (2020). Solar irradiation on the rear surface of bifacial solar modules: a modeling approach. *Scientific Reports*, 10(1), 1–10. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-70235-3>
- Hansen, C. W., Gooding, R., Guay, N., Riley, D. M., Kallickal, J., Ellibee, D., Asgharzadeh, A., Marion, B., Toor, F., & Stein, J. S. (2018). *A Detailed Model of Rear-Side Irradiance for Bifacial PV Modules*. 1543–1548. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2017.8366707>
- Hansen, C. W., Stein, J. S., Deline, C., Macalpine, S., Marion, B., Asgharzadeh, A., & Toor, F. (2017). Analysis of irradiance models for bifacial PV modules. *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2017.8366322>
- Liu, B. Y. H., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3), 1–19. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1)
- Lo, C. K., Lim, Y. S., & Rahman, F. A. (2015). New integrated simulation tool for the optimum design of bifacial solar panel with reflectors on a specific site. *Renewable Energy*, 81, 293–307. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.047>
- Marion, B. (2017). Numerical method for angle-of-incidence correction factors for diffuse radiation incident photovoltaic modules. *Solar Energy*, 147, 344–348. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.027>
- Marion, B., MacAlpine, S., Deline, C., Asgharzadeh, A., Toor, F., Riley, D., Stein, J., & Hansen, C. (2018). *A Practical Irradiance Model for Bifacial PV Modules*. 1537–1542. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2017.8366263>
- Martin, N., & Ruiz, J. M. (2001). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 70(1), 25–38. [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(00\)00408-6](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00408-6)
- Psiloglou, B. E., & Kambezidis, H. D. (2009). Estimation of the ground albedo for the Athens area, Greece. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, 71(8–9), 943–954. <https://doi.org/10.1016/j.jastp.2009.03.017>
- Reddy Sundeep, G. R. (2017). *Energy Yield Model for Bifacial PV Systems : A study and analysis of temperature & rear irradiance models*. Master Thesis Report. 44. <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3Ad576341e-a36c-4641-9e7d-ba0360e79879>
- Sjerps-Koomen, E. A., Alsema, E. A., & Turkenburg, W. C. (1997). A simple model for PV module reflection losses under field conditions. *Solar Energy*, 57(6), 421–432.
- Ward, G. J. (1994). The RADIANCE lighting simulation and rendering system. *Proceedings of the 21st Annual Conference on Computer Graphics and Interactive Techniques, SIGGRAPH 1994*, 459–472. <https://doi.org/10.1145/192161.192286>
- Yusufoglu, U. A., Pletzer, T. M., Koduvelikulathu, L. J., Comparotto, C., Kopecek, R., & Kurz, H. (2015). Analysis of the annual performance of bifacial modules and optimization methods. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(1), 320–328. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2364406>